

УДК.539.3:534.1

М.Г. ШУЛЬЖЕНКО, Л.Д. МЕТЕЛЬОВ, Ю.Г. ЄФРЕМОВ, В.І. ЦИБУЛЬКО

Інститут проблем машинобудування ім. А.М. Підгорного НАН України, м. Харків

ТЕХНОЛОГІЇ ДІАГНОСТУВАННЯ ВІБРАЦІЙНОГО СТАНУ БАГАТООПОРНИХ РОТОРНИХ АГРЕГАТІВ

© Шульженко М.Г., Метельов Л.Д., Єфремов Ю.Г., Цибулько В.І., 2006

Описано розроблені технології та комп'ютеризовані системи безперервного автоматизованого аналізу вібраційного стану потужних турбоагрегатів ТЕС (ТЕЦ) для виявлення причин змін вібрації та попередження розвитку позаштатних ситуацій.

The developed technologies of the analysis of a vibrating state of powerful turbine units of thermal power stations and the created computerized systems of the continuous automated analysis of vibration for revealing of the reasons of change of vibration and preventions of development of unforeseen situations which are introduced on power blocks are described.

Підтримка надійної роботи роторних агрегатів і забезпечення високих експлуатаційних показників ускладнюється зростанням енергонапруженості устаткування і його старінням, що вимагає підвищення надійності контролю технічного стану. Аналіз розрахункових і експериментальних досліджень вібраційного стану турбоагрегатів (ТА) великої потужності і їх елементів показує, що дефекти роторів валопроводу та опор є основними джерелами вібрації ТА [1–4]. Рівень накопиченої розрахункової й експериментальної інформації про вібрації турбоагрегата і його елементів дає змогу ставити задачі вібродіагностики, орієнтовані на такі несправності, як поперечна тріщина, розцентрування опор, дисбаланс на роторі, обрив робочої лопатки або виліт частини бандажа, тепловий прогин ротора, порушення стійкості на масляному шарі тощо [1, 5].

У той самий час вплив нерівномірності прогрівання металу роторів і корпусів підшипників, зміни тиску і температури пари та мастила, потужності в мережі та інших факторів можуть істотно змінити “картину” вібраційного стану агрегата. Тому технологія оцінки його вібраційного стану повинна ґрунтуватися на аналізі контрольованих параметрів і ознак, що характеризують як наявність дефектів, так і зміну режимів роботи ТА.

Розробка програмно-технічних засобів одержання інформації про вібраційний стан агрегатів ТЕС і ТЕЦ і про причини їх можливої підвищеної вібрації з використанням досягнень комп'ютерних технологій є актуальним завданням.

Один із основних методів оцінки технічного стану роторних агрегатів під час їх експлуатації ґрунтується на аналізі вібраційних параметрів і динамічних характеристик.

Для діагностування вібраційного стану ТА і запобігання позаштатним ситуаціям, підвищення експлуатаційної надійності, збереження гарантованої потужності і ресурсу необхідні на технологічних і експлуатаційних режимах (валоповорот, пуск (розгін), неробочий хід, навантаження, робота під навантаженням, вибіг, гальмування) забезпечити формування відповідних масивів контрольованих параметрів, насамперед роторів валопроводу поряд з опорами підшипників. Це забезпечується створеними в ІПМаш НАН України експериментальними зразками систем автоматизованого моніторингу і діагностики вібраційного стану ТА, які знаходяться в експлуатації на Київській ТЕЦ-5 і двох енергоблоках на Запорізькій ТЕС. Склад і опис технічних засобів і програмно-методичного забезпечення системи наводиться в [6, 7]. Удосконалений експериментальний зразок такої системи введено в експлуатацію пізніше на агрегаті Т250/300 Харківської ТЕЦ-5. Структурну схему системи показано на рис. 1.

Ці системи в режимі реального часу реалізують вимір і збір сигналів, що містять інформацію про вібраційний стан працюючого ТА і його зміну. Збір вібраційних сигналів здійснюється

одночасно (паралельно по каналах), безперервно і синфазно з обертанням валопроводу, при цьому забезпечується:

- комплексна обробка сигналів і архівування необхідних вимірних і обчислених параметрів вібрації;
- контроль за зміною вібраційних і технологічних параметрів і накопичення баз даних про їх зміни і взаємозв'язки для організації експертної оцінки технічного стану ТА;
- зіставлення сформованих масивів баз даних вібраційних параметрів з опорними значеннями і сигналізацією про зміну вібраційного стану ТА;
- проведення спектрального і гармонічного аналізу вібрації і контроль за зміною їх складових (амплітуд і фаз);
- урахування взаємозв'язку експлуатаційних і вібраційних параметрів ТА;
- формування і архівування трендів параметрів вібрації та даних для аналізу причин зміни вібраційного стану;
- формування даних, необхідних для виконання сервісних операцій фахівцями з віброналагодження зі зниження рівня вібрації.

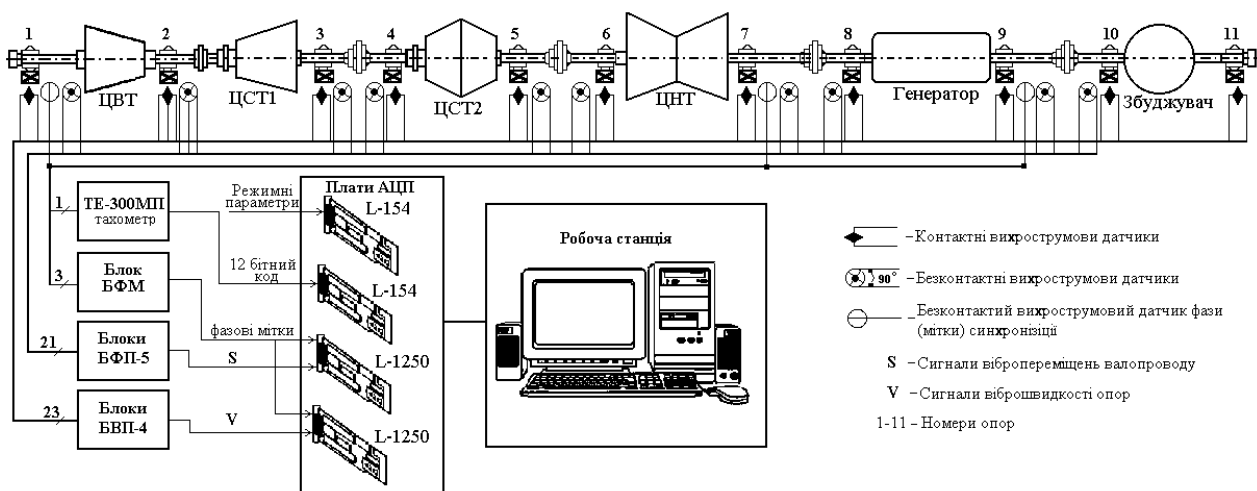


Рис. 1. Структурна схема системи

Вихідними даними для формування бази параметрів вібрації є:

- сигнали нормованих миттєвих значень радіальних відносних переміщень (змін зазора) роторів валопроводу в розточках підшипника по двох ортогональних напрямках;
- сигнали нормованих миттєвих значень віброшвидкості (віброприскорення) підшипникових опор по двох ортогональних напрямках;
- сигнали від міток на валу для синхронізації вимірів і обробки сигналів вібрації для всіх контрольованих точок валопроводу й опор, а також формування сигналів для контролю крутильних деформацій валопроводу.

Сигнали вібрації роторів валопроводу й опор формуються технічними вимірювальними засобами з вихрострумивими датчиками, створеними в ПІМаш [8].

Технічні засоби забезпечують формування сигналів відносних переміщень роторів у розточках підшипників з похибкою, не більшою, ніж 5 %, вимір статичних (повільних) змін зазора в діапазоні переміщень $\pm 1,5$ мм і динамічних змін зазорів (вібропереміщень) у діапазоні частот (0–500) Гц з амплітудою до 500 мкм [8]. Вони також забезпечують формування сигналів вібрації опор підшипників, вимір віброшвидкості від 0,5 до 25 мм/с у діапазоні частот (10–500) Гц з основною похибкою на базовій частоті 80 Гц, не більшою, ніж 2 %, від верхньої межі виміру [8].

Технологічні параметри формуються перетворювачами і вимірювальними пристроями АСУ ТП. Перелік можливого складу контрольованих технологічних параметрів турбоагрегата наведено у таблиці.

Параметрами вібрації, що контролюється, є середні поточні значення зазорів і розмахів відносних вібропереміщень роторів у радіальних і осьових напрямках, середнє квадратичне значення (СКЗ) віброшвидкості опор, а також амплітуди і фази гармонічних і спектральних складових відносних вібропереміщень роторів і вібрації опор підшипників валопроводу. Вони обчислюються за відповідними оцифрованими миттєвими значеннями аналогових сигналів від датчиків за кілька обертів валопроводу. Періодичність обчислення параметрів вібрації і формування масивів інформації визначаються режимом роботи турбоагрегата.

Склад контрольованих технологічних параметрів

№ з/п	Назва контрольованого параметра
1	Активна потужність агрегата
2	Струм ротора генератора
3	Коефіцієнт потужності ($\cos \varphi$)
4	Тиск пари перед клапанами, що стопорно регулюють (свіжа пара на вході ЦВТ)
5	Тиск пари перед направляючими апаратами ЦНТ
6	Вакуум у конденсаторі
7	Температура мастила на вході підшипників
8	Температура мастила на злив k -го підшипника
9	Температура бабіту k -го підшипника у 2-х точках
10	Температура мастила на злив упорного підшипника
11	Температура бабіту колодок упорного підшипника (не менше двох точок навантаженої частини і двох точок ненавантаженої частини)
12	Відносне розширення ротора низького тиску
13	Температура металу в зоні опор (ліворуч і праворуч від кожної опори)

Технологія діагностування стану ТА на нестационарних режимах (валоповорот, розгін, неробочий хід, навантаження) повинна сприяти виявленню дефектів технологічного і тепломеханічного характеру, таких як тепловий прогин роторів валопроводу, тепла неспіввісність роторів і опор та технологічні дисбаланс і неспіввісності роторів і опор (дефекти монтажу і ремонту) тощо. Основним діагностичним об'єктом на цих режимах є валопровід.

Для виявлення дефектів тепломеханічного характеру в режимі валоповороту контролюється максимальний модуль переміщення ротора S_{\max} :

$$S_{\max} = \max \sqrt{S_x^2(t) + S_y^2(t)},$$

де $S_x(t)$, $S_y(t)$ – вібропереміщення роторів валопроводу у підшипниках по двох ортогональних напрямках x і y .

Щоб уникнути ушкодження ущільнень на критичних частотах обертання валопроводу, пуск турбоагрегата доцільно здійснювати після прогрівання ротора і зниження S_{\max} по всіх опорах до рівня, нижчого від допустимого. З результатів практичних досліджень на ТЕС S_{\max} задається до 20 мкм.

Якщо після достатнього прогрівання турбіни переміщення ротора S_{\max} не знижується до допустимого рівня, то причиною цього можуть бути не усунуті дефекти механічного характеру монтажу і ремонту ТА. На причину таких переміщень роторів в цьому випадку може вказувати мнемолінія “вигину” валопроводу (рис. 2), що наводиться на екрані монітора по S_{\max} з урахуванням напрямків (фазових кутів) їх зсувів у підшипниках.

Особливість моніторингу і діагностування вібраційного стану під час розгону (вибігу) є те, що спостереження за параметрами вібрації проводяться безперервно на частоті обертання, яка змінюється у реальному масштабі часу. Для цього створено методичне і програмне забезпечення, яке дає змогу з відповідною швидкістю приймати, обробляти сигнали вібрації і видавати в необхідному обсязі інформацію про зміну контрольованих параметрів вібрації. Індикаторами рівня параметрів вібраційного стану ТА у цьому режимі вибрані стовпчикові діаграми розмахів відносних вібропереміщень роторів у підшипниках і СКЗ віброшвидкості опор валопроводу по усіх контрольних точках. Межами допустимих рівнів вібрації по валу й опорах в ТА варто задати реальні середньостатистичні вибігові АЧХ контрольованого ТА (рис. 3). Такі вибігові АЧХ формуються по всіх контрольованих опорах і роторах ТА. Цим цілям задовольняють вибігові АЧХ ТА, зняті при закритому стопорному клапані без гальмування валопроводу (без підключення навантаження гальмування) і зі збереженням вакууму (без його зриву).

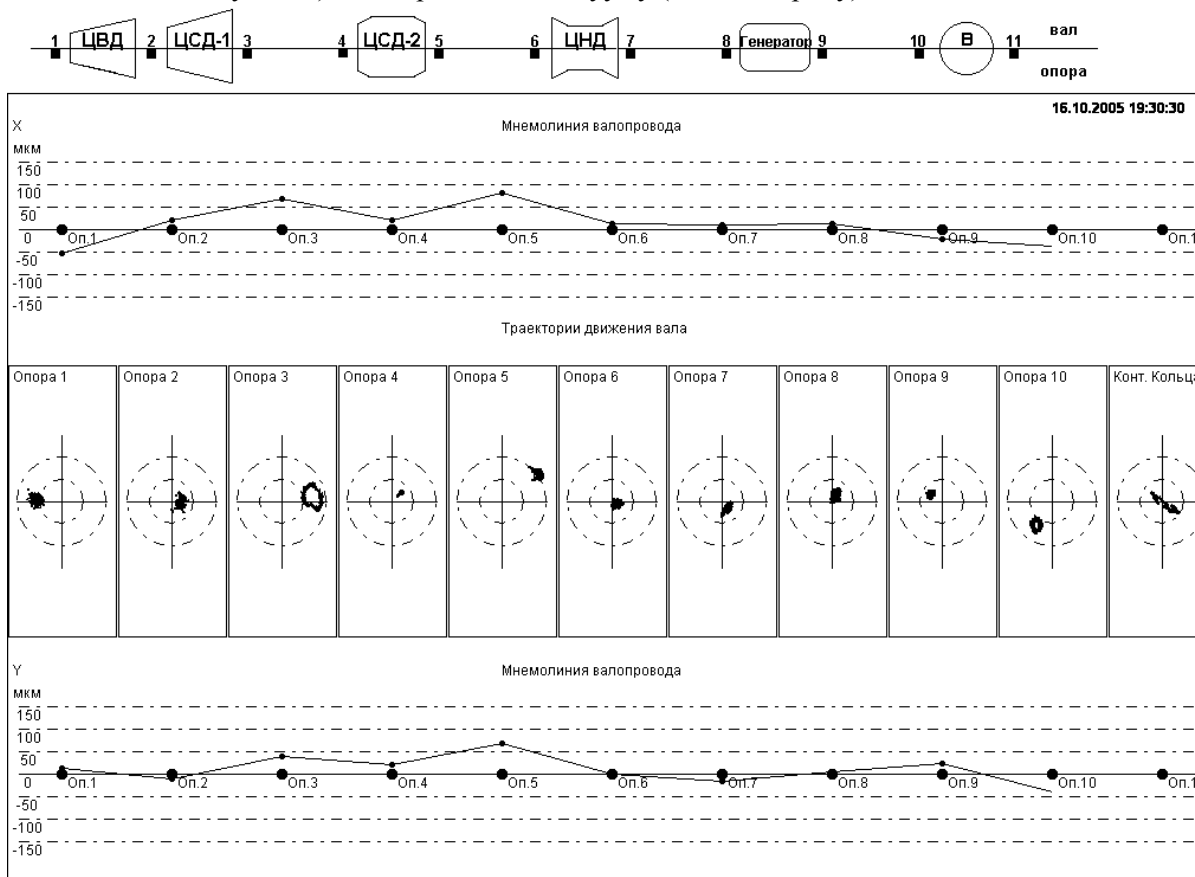


Рис. 2. Мнемолінія “вигину” валопроводу

У тих випадках, коли відсутні нормовані вибігові АЧХ, то гранично допустимі рівні вібрації при пуску встановлюються відповідно до ГОСТ-27165 і Правил технічної експлуатації (ПТЕ) електричних станцій і мереж, введених у 2004 році. Згідно з ними допустимий рівень вібрації валопроводу під час розгону на критичних частотах обертання доцільно задавати таким, що не перевищує рівень вібрації за з ПТЕ. Останні допускають необмежений термін експлуатації паротурбінних установок по розмаху відносних вібропереміщень роторів у підшипниках з рівнем до 165 мкм і по СКЗ віброшвидкості підшипникових опор з рівнем 4,5 мм/с. На інших частотах обертання рівень вібрації не повинен перевищувати значення вибігових АЧХ.

Під час розгону турбоагрегата у міру набирання обертів валопроводом оператор на екрані монітора спостерігає за зміною рівнів розмахів відносних вібропереміщень і СКЗ віброшвидкості за

стовпчиковими діаграмами (рис. 4). Перевищення допустимого рівня вібрації сигналізується зміною кольору відповідного стовпчика діаграми і супроводжується звуковим сигналом. Інформація на екрані монітора оновлюється з секундним інтервалом.

Як правило, за перевищення допустимого рівня усіма контрольованими параметрами вібрації по ротору й опорах одного циліндра чи суміжних опор циліндрів розгін повинен бути припинено з поверненням на нижню полицю частоти обертання до з'ясування й усунення причини вібрації.

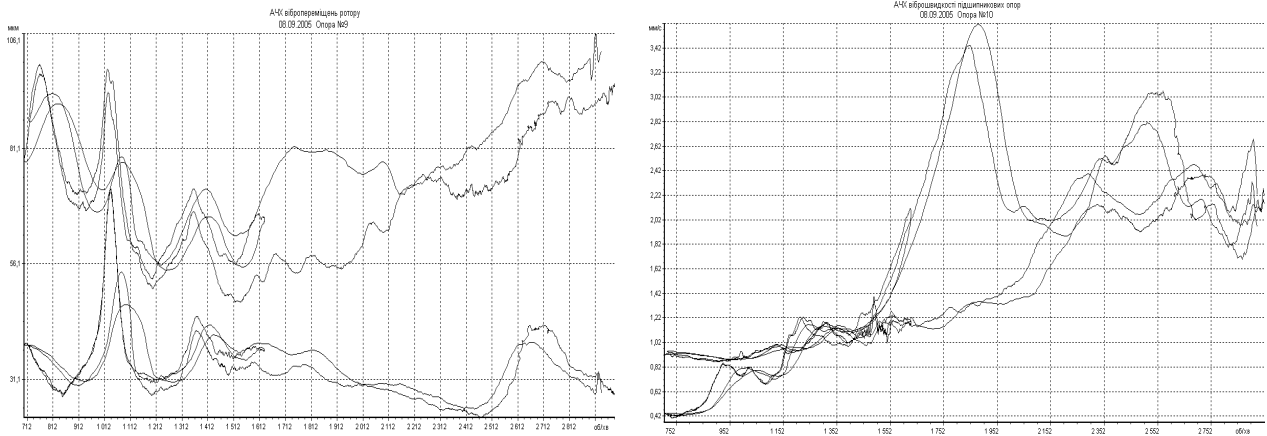


Рис. 3. Вибігові АЧХ ротора та опори ТА

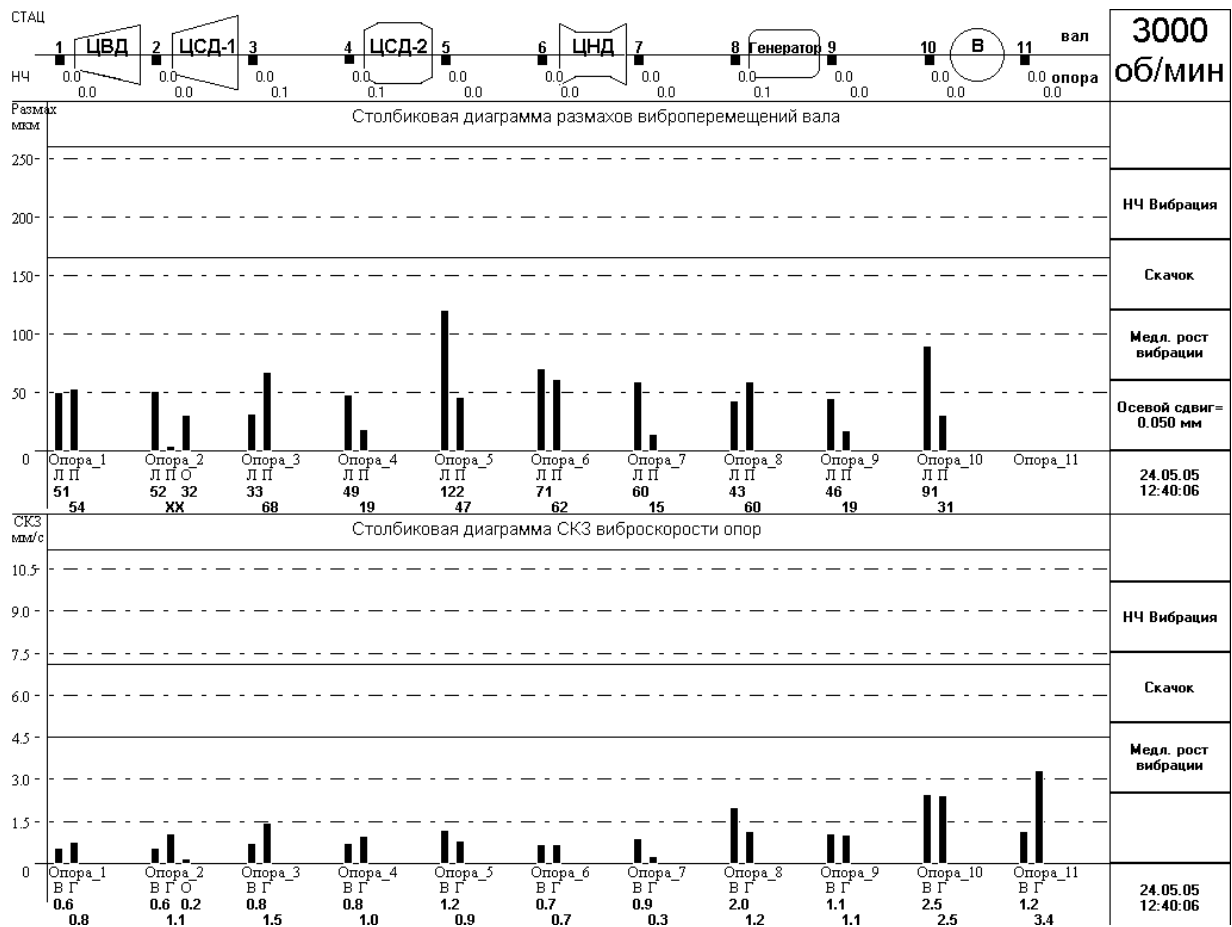


Рис. 4. Стовпчикова діаграма вібраційних параметрів ТА

Для з'ясування причин появи недопустимої вібрації використовуються записи миттєвих значень вібрації опор і роторів у журналі. Аналізом спектральних і гармонічних характеристик вібрації виявляються ймовірні причини підвищеної вібрації і після усунення їх повторяється розгін. Для аналізу вібраційного стану ТА на етапі розгону чи вибігу використовуються порядкові спектри (за гармонічними складовими), що містять дані про амплітуду і фазу сигналу, як функцію від номера гармоніки частоти обертання. За такого підходу, незалежно від частоти обертання ТА, одержують для контролю спектр гармонік і субгармонік, які не змінюють свого положення по осі номерів гармонік, що уможливило слідкування за зміною амплітуд гармонік під час розгону або вибігу ТА (рис. 5).

Виявлені й усунуті дефекти ТА на пускових режимах сприяють зниженню рівня вібрації, збереженню економічних показників енергоблока і продовженню ресурсу надійної роботи на експлуатаційних режимах.

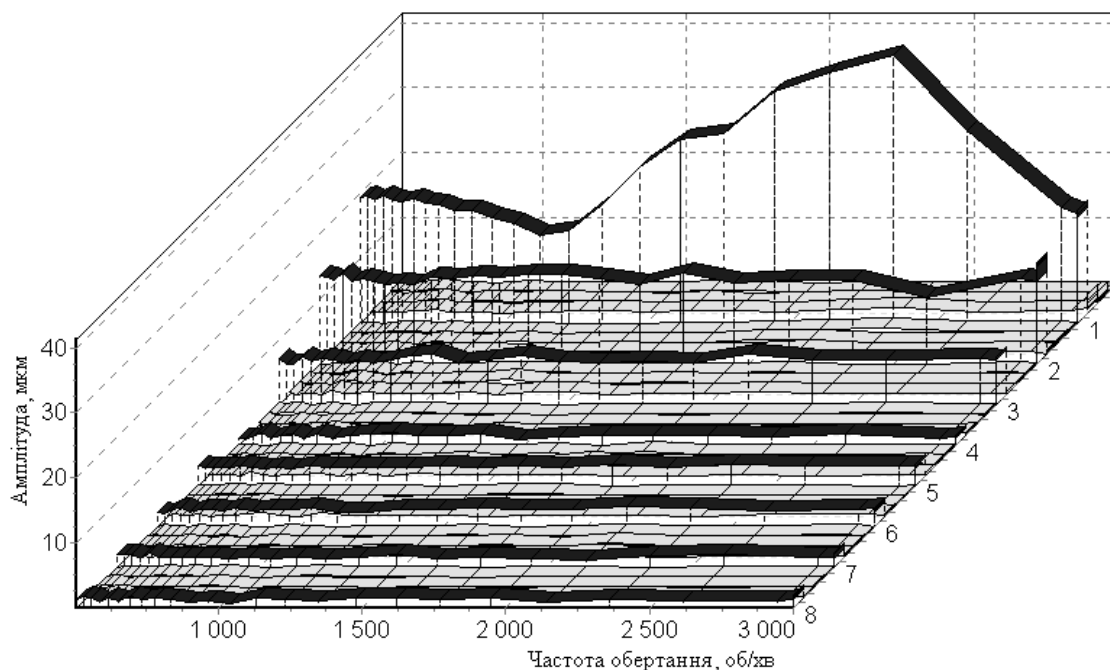


Рис. 5. Порядковий спектр відносних вібропереміщень валопроводу

Виявлення і контроль повільної зміни деформації скручування валопроводу здійснюється за сигналами від рознесених міток уздовж вала у вигляді поглиблень шляхом періодичного моніторингу кута скрутки $\psi_N^{1,2}$ [9]. Мінімально на валопроводі повинно бути дві мітки. Для забезпечення контролю деформації скручування як роторів, так і муфт сполучення, необхідно мати по дві мітки на кожному роторі валопроводу. Контроль скручування валопроводу турбіни і ротора генератора доцільно організувати по трьох мітках: одна на початку валопроводу, друга – у кінці перед генератором, а третя – за генератором. Для цього на неробочому ході турбогенератора за номінальних обертів перед його навантаженням і включенням в електромережу по сигналах від міток необхідно визначити і зафіксувати початкове значення зміни фаз $\varphi_0^{1,2}$. За досягнення сталого значення заданого чи номінального навантаження N необхідно визначити і зафіксувати значення зміни фаз $\varphi_N^{1,2}$. Тоді кут скрутки валопроводу, викликаного номінальним навантаженням, визначається як $\psi_N = \varphi_N^{1,2} - \varphi_0^{1,2}$, а відносна деформація – $\gamma = \psi_N^{1,2} / N$, де N – величина навантаження у момент виміру. Величина γ за наявності тільки пружних деформацій не залежить від N . Це може бути відповідною діагностичною ознакою за оцінки накопичення залишкових непружних деформацій.

Технологія оцінки параметрів крутильних деформацій валопроводу ТА по мітках на валу розширяє функціональні можливості системи вібромоніторингу і дає змогу організувати контроль за накопиченням залишкових деформацій для діагностування стану валопроводу працюючого турбоагрегата і підвищення надійності його експлуатації.

Для ефективної оцінки вібраційного стану ТА на експлуатаційних режимах після його навантаження і включення в мережу засобами системи забезпечується безупинний нормований контроль вібростану працюючого турбоагрегата відповідно до норм за ГОСТ 25364 “Агрегаты паротурбинные стационарные. Нормы вибрации опор валопровода и общие требования к их измерению”, за ГОСТ 27165 “Агрегаты паротурбинные стационарные. Нормы вибрации валопроводов и общие требования к проведению измерений” і ПТЕ, за рівнями вібрації валопроводу і опор та темпами їх зростання (плавного, раптового) за допустимої тривалості експлуатації турбоагрегатів.

Для цього щосекунди виконується обчислення по усіх контрольних точках паралельно (за миттєвим значенням відносних вібропереміщень роторів у підшипниках і за миттєвим значенням віброшвидкості опор валопроводу за 16 обертів валопроводу з відповідною дискретністю) значення розмахів відносних вібропереміщень і СКЗ віброшвидкості. За обчисленими значеннями контрольованих параметрів вібрації формуються на інтервалі часу 20 с оновлювані масиви. Їх значення після усереднення за перші 20 с приймаються за вихідні для подальшого використання. Значення обчислених параметрів щомиті оновлюються і порівнюються з допустимим рівнем вібрації. За рівнями вібрації опор і валопроводу відповідно до нормативних документів установлюються три зони: одна – без обмеження терміну експлуатації і дві зони з обмеженими термінами експлуатації. Верхні границі зони без обмеження терміну експлуатації відповідають значенням рівнів розмахів відносних вібропереміщень валопроводу до 165 мкм і значенням СКЗ віброшвидкості опор – до 4,5 мм/с. Верхня границя першої зони з обмеженням терміну експлуатації до 30 дБ встановлюється за розмахом відносних вібропереміщень валопроводу на рівні 260 мкм і по СКЗ віброшвидкості опор – на рівні 7,1 мм/с. З перевищенням цих рівнів починається зона з обмеженим терміном експлуатації до 7 дБ.

Інформація на екрані монітора оновлюється з секундним інтервалом, за зміни рівня вібрації і перевищення припустимого рівня та за переходу в зони з обмеженим терміном експлуатації стовпчикова діаграма змінює свій колір на жовтий чи червоний, що супроводжується звуковим сигналом.

Така організація контролю вібраційного стану турбоагрегата дає змогу оперативному персоналу вчасно реагувати і вживати відповідних заходів щодо підвищення вібрації.

Сформовані 20-секундні масиви інформації є вихідними для контролю за відповідними алгоритмами раптової (стрибкоподібної) зміни значень рівня вібрації відповідно до вимог стандартів і правил. Раптовою зміною значень рівня вібрації вважають його зміну на контрольовану величину по СКЗ віброшвидкості (1 мм/с і більше) і розмаху відносних вібропереміщень (на 80 мкм і більше) за час, менший, ніж 5 с, із тривалістю, не меншою, ніж 10 с. Відповідно до прийнятого розуміння стрибка вібрації щосекунди формуються масиви розмахів відносних вібропереміщень і СКЗ віброшвидкості для виявлення відповідних змін (ознак) і для сигналізації.

За наявності стрибка вібрації на моніторі висвітлюється “прапорець” “СТРИБОК ВІБРАЦІЇ”, що супроводжується звуковим сигналом і мерехтливою відміткою на мнемосхемі ТА.

Під час експлуатації контролюється зміна вібропараметрів як на задану величину за визначений (заданий) період часу, так і незалежно від тривалості їх росту. Відповідно до ПТЕ за зростання СКЗ віброшвидкості якої-небудь складової однієї з опор валопроводу на 2 мм/с за період до 3 дБ чи його збільшення на 3 мм/с, незалежно від тривалості зростання, а також за зростання вібрації валопроводу в одній з опор по будь-якому напрямку виміру більше ніж на 85 мкм за період до 3 дБ чи зростання вібрації валопроводу більше ніж на 100 мкм, незалежно від тривалості

зростання, повинні вживатися щодо зниження вібрації аж до розвантаження й зупинки ТА. За досягнення цими параметрами значень, близьких до 80–90 %, від зазначених вище, з'являється попереджувальна сигналізація про ріст вібрації.

Для контролю зміни вібраційного стану ТА в часі формують статистичні масиви (тренди) вібропараметрів з періодами усереднення 20 с, 90 с, 1 год, доба тощо. Для цього за середнім значенням розмахів відносних переміщень валопроводу і СКЗ віброшвидкості опор, отриманих за відповідними значеннями 20-секундних масивів, формуються з періодом усереднення 90 с і записуються статистичні масиви параметрів вібрації за одну годину з 40 їх значеннями в циклі. За одногодинним значенням параметрів формуються і записуються статистичні масиви (тренди) з добовим циклом. За середньодобовим значенням формуються тренди місячні, сезонні, річні тощо. Сформовані масиви використовуються для обчислення показників зміни вібраційних параметрів [10, 11] за годину, добу, місяць тощо, що уможлиблює вчасно виявляти як швидкі, так і повільні зміни параметрів вібрації.

Така технологія формування масивів і трендів параметрів вібрації (вібраційного стану) дає змогу виявити як недопустимі зміни рівнів вібрації з 20-секундним віком, так і плавні зміни рівнів вібрації в погодинних, добових і помісячних циклах (періодах) експлуатації ТА і оцінити тенденцію розвитку вібраційного стану та вчасно попередити позаштатну ситуацію.

Зміна вібраційного стану машини під час експлуатації може бути обумовлена не тільки появою і розвитком дефектів і несправностей механічного походження, а також і зміною режимів роботи агрегата, що характеризуються технологічними параметрами. Їх отримують від автоматизованих систем управління (АСУ ТП), якими оснащені всі енергоблоки. Для з'ясування і пошуку причин підвищеної вібрації доцільно використовувати в цьому випадку метод змінних коефіцієнтів [10, 11].

Для детальної й оперативної оцінки, коли зростання рівня вібрації не пов'язано із впливом режимних факторів, безупинно формуються по усіх контрольних точках буфери миттєвих значень відносних вібропереміщень роторів і миттєвих значень віброшвидкості опор валопроводу. Це дає змогу в оперативному режимі розглянути і проаналізувати характер коливань роторів і вібрації опор, спектральні характеристики, орбітальні і фазові траєкторії.

Безупинним обчисленням субгармонічних складових спектра вібрації роторів і опор за даними цих буферів формуються масиви контролю рівня низькочастотної (НЧ) вібрації. І в тому випадку, коли виникає НЧ з рівнем, що перевищує 0,5 мм/с, видається світловий сигнал у вигляді прапорця “НЧ-вібрація” зі звуковим супроводом.

Наявність НЧ-коливань роторів підтверджується наявністю субгармонічних складових у спектрах коливань роторів і специфічним характером орбітального руху роторів валопроводу. Фрагменти коливань ротора протягом 4 оборотів в ортогональних напрямках, гармонічні спектри й орбітальні траєкторії за наявності і відсутності низькочастотної складової вібрації показано на рис. 6. Норми вібрації за низькочастотними складовими відносних вібропереміщень валопроводу поки що відсутні. Вони можуть бути встановлені за даними експериментальних досліджень НЧ-вібрації роторів, адекватних рівням НЧ-вібрації опор.

Усі сформовані масиви параметрів вібрації за миттєвим значенням відносних вібропереміщень роторів і миттєвих значень вібрації опор, у тому числі і параметри спектральних і гармонічних характеристик, фіксуються послідовно в журналі й архівуються. При цьому вибірки миттєвих значень відносних вібропереміщень роторів і віброшвидкості опор синхронно і паралельно фіксуються в журналі.

Враховуючи викладене, можна стверджувати, що оцінка і діагностування технічного стану турбоагрегатів електростанцій і їх елементів за вібраційними параметрами, спрямованими на виявлення причин зміни вібрації на виникнення і розвиток позаштатних ситуацій, повинні ґрунтуватися на використанні технологій комп'ютеризованих систем безупинного автоматизованого моніторингу і аналізу вібрації, в яких реалізуються:

- безперервне, паралельне і синхронне уведення вихідних миттєвих значень нормованих сигналів вібрації роторів і опор валопроводу ТА, що надходять від технічних засобів вимірів вібрації;
- безперервне обчислення і запис у базу даних значень розмахів відносних вібропереміщень роторів і СКЗ віброшвидкості опор валопроводу (на всіх режимах роботи ТА, крім валоповороту);
- безперервне формування щомиті оновлюваних буферів з миттєвими значеннями відносних вібропереміщень роторів, миттєвих значень віброшвидкості опор і сигналів від міток на валопроводі, що реєструються в базі даних по події (наприклад, по стрибку вібрації);
- обчислення і запис у базу даних амплітуд і фаз основних гармонічних, суб- і супергармонічних складових вібрації роторів і опор;
- запис у базу даних миттєвих значень нормованих сигналів вібрації роторів і опор валопроводу ТА для подальшого спектрального аналізу;
- безперервне формування статистичних масивів і трендів параметрів вібрації за обчисленими і записаними у базу даних усередненими значеннями розмахів відносних вібропереміщень роторів, СКЗ віброшвидкості опор, амплітуд і фаз основних гармонічних, суб- і супергармонічних складових вібрації роторів і опор валопроводу по всіх контрольних точках відповідно до режиму роботи ТА;
- формування статистичних масивів і трендів амплітуд і фаз спектральних характеристик вібрації роторів і опор валопроводу по усіх контрольних точках.

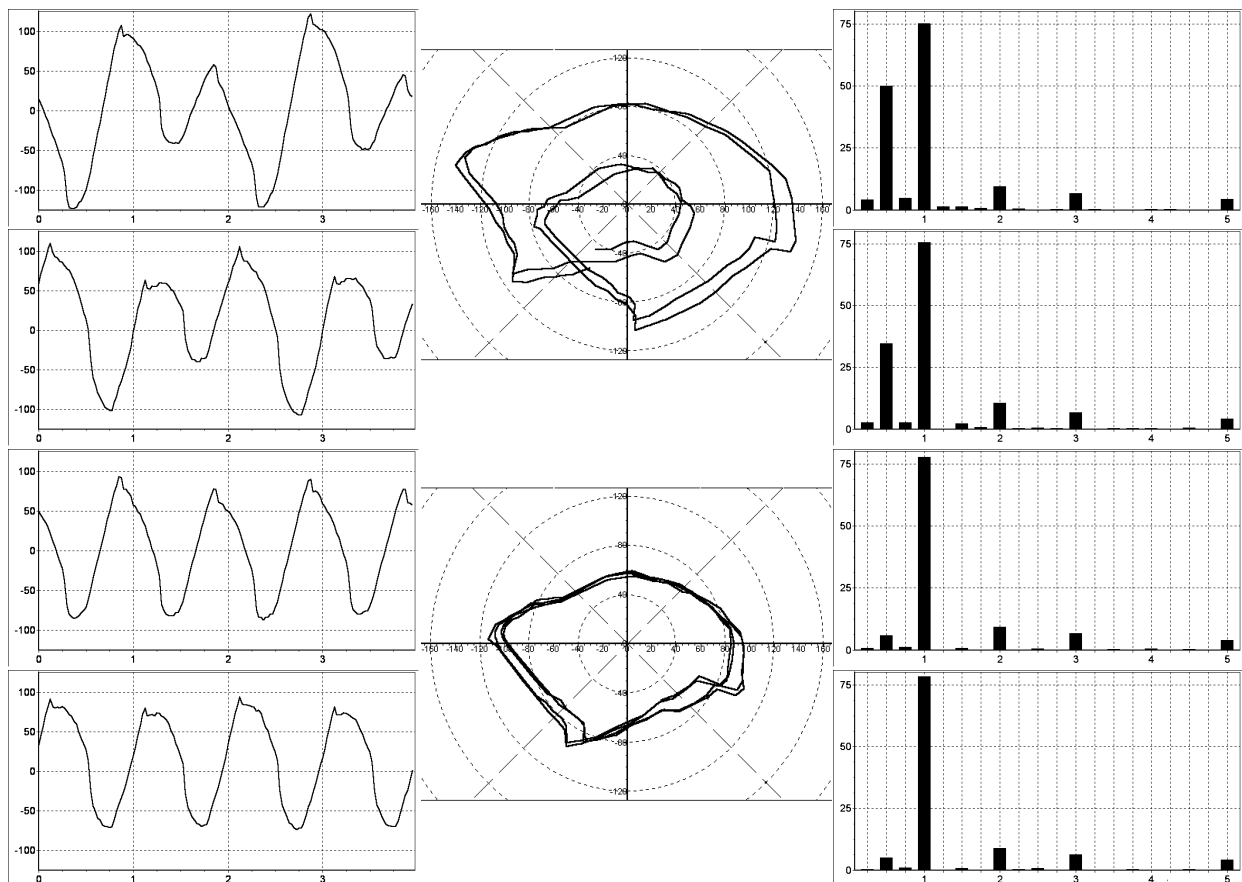


Рис. 6. Вібраційні характеристики валопроводу

Сформовані статистичні масиви використовують для обчислення показників зміни вібраційних параметрів за годину, добу, місяць тощо, що уможливує вчасно виявляти як швидкі, так і повільні зміни параметрів вібрації. Крім того, здійснюється безупинний контроль за режимними параметрами для оцінки впливу режимних факторів на вібраційний стан турбоагрегата. Оцінка їх впливу здійснюється методом змінних коефіцієнтів [10, 11].

З появою позаштатної ситуації з використанням отриманих трендів амплітуд і фаз спектральних складових параметрів вібрації, за формами коливань валопроводу й опор, орбітальними і фазовими траєкторіями фахівці з віброналагодження можуть оперативно реагувати і вживати заходів щодо усунення причин підвищеної вібрації. Статистична інформація, накопичена за декілька років роботи систем моніторингу і аналізу вібрації ТА, які знаходяться в експлуатації на Київській ТЕЦ-5, Харківської ТЕЦ-5 і двох енергоблоках на Запорізькій ТЕС, може бути використана для створення автоматизованої експертної системи, визначення причин підвищеної вібрації.

1. Рунов Б.Т. Исследование и устранение вибрации паровых турбоагрегатов.– М.: Энергоиздат, 1982.– 351 с. 2. Шульженко Н.Г. Влияние расцентровки опоры на колебания и устойчивость валопровода / Н.Г. Шульженко, В.П. Билетченко, А.М. Ганжа // Вестн. ХГПУ “Динамика и прочность машин”. – Харьков, 1999. –Вып. 53. –С. 70–71. 3. Шульженко Н.Г. Спектральные характеристики виброперемещений валопровода при просадке опоры и раскрытии полумуфта / Н.Г. Шульженко, А.М. Ганжа, Ю.Г. Ефремов // Пробл. машиностроения. – 2000. – Т. 3. – № 1–2.– С. 77–82. 4. Шульженко Н.Г. Влияние излома упругой оси ротора с поперечной трещиной на его вибрационные характеристики / Н.Г. Шульженко, Г.Б. Овчарова // Пробл. прочности. – 1997.– № 4. – С. 82–89. 5. Вибрация энергетических машин: Справочное пособие / Под ред. д.т.н. Н.В. Григорьева.– Л.: Машиностроение ЛО, 1974.– 464 с. 6. Методическое обеспечение систем непрерывного мониторинга и анализа параметров колебаний для диагностирования вибрационного состояния роторных агрегатов / Н.Г. Шульженко, В.П. Билетченко, Л.Д. Метелев, В.И. Цыбулько, Ю.Г. Ефремов, А.А. Беспрозванный, Н.И. Вова, А.П. Сергеев, В.И. Прудников // Энергетика и электрификация.– 2000.– № 9 (206). – С.34–40. 7. Аппаратурное обеспечение систем непрерывного вибромониторинга роторных агрегатов / Н.Г. Шульженко, В.П. Билетченко, Л.Д. Метелев, В.И. Цыбулько, Ю.Г. Ефремов, А.А. Беспрозванный, Н.И. Вова // Энергетика и электрификация.– 2000.– № 7 (204). – С. 35–38. 8. Помехоустойчивые измерители вибрации / Н.Г. Шульженко, Л.Д. Метелев, В.И.Цыбулько, А.И. Чугреев, Ю.Н. Гуров, Ю.Г. Ефремов // Материалы 2-й Междунар. науч.-техн. конф. “Вибрация машин: измерение, снижение защита”. – Донецк: ДонНТУ, 2004. – С. 35–39. 9. Методика определения параметров крутильных деформаций роторов турбоагрегатов / Н. Г. Шульженко, Л.Д. Метелев, В.И. Цыбулько, Ю.Г. Ефремов // Датчики и системы.– 2004.– № 1. –С. 30–31. 10. Шульженко Н.Г. разработка методики автоматизированной оценки влияния режимных факторов на вибрационное состояние турбоагрегата / Н.Г. Шульженко, Ю.Г. Ефремов // Пробл. прочности. – 2004. – № 1.– С. 147–156. 11. Shulzhenko N.G. Influence of operational modes of a powerful turboset on its vibrational state / N.G. Shulzhenko, Yu.G.Efremov // Transactions of the Institute of fluid-flow Machinery: Selected papers from the International Conference on Turbines of Large Output. – Gdańsk. – 2003. – P. 147–153.